

смотренным объектам разработки составило от 2 до 56 %. Следовательно, расчетные значения давлений на приеме насоса, полученные с использованием применяемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» корреляций, как правило, оказываются завышенными (табл. 1).

Применение алгоритма, основанного на механистических корреляциях (1) и (2) плотности смеси в затрубном пространстве в интервале «динамический уровень – прием насоса», позволяет получать значительно лучшие результаты по сравнению с используемой ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» методикой расчета давления у приема насоса. Алгоритм, описанный с использованием зависимостей (рис. 1), обеспечивает меньшую погрешность и дает возможность к адаптации и оптимизации для месторождений других регионов. Однако подобная оптимизация алгоритма требует наличия достаточной базы глубинных замеров. Таким образом, для получения алгоритма, оптимизированного для определенного региона, необходимо проведение комплексных ГДИС, включающих как устьевые замеры, так и глубинные исследования.

Список литературы

1. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ», 2007. – 826 с.

References

1. Mishchenko I. T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Borehole oil production]. Moscow : «Oil and Gas», 2007, 826 p.

ВЛИЯНИЯ ПЕРЕТОКОВ НЕФТИ НА КОНДЕНСАТООТДАЧУ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЕКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Краснова Екатерина Ивановна, аспирант

Тюменский государственный нефтегазовый университет
625000, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Проведенные PVT– исследования выявили, что наличие попутно добываемой нефти оказывает существенное влияние на фазовое состояние пластовой системы в условиях разработки Уренгойского месторождения. Установлено, что возрастает давление начала и максимальной конденсации, пласто-вые потери, следовательно, снижается конденсатоотдача; 5 % примеси нефти уменьшит величину конденсатоизвлечения в 1,24 раза. Учет влияния попутно добываемой нефти в нефтегазоконденсатных залежах позволит более точно оценить коэффициент извлечения конденсата.

Ключевые слова: газоконденсатные залежи, экспериментальные исследования содержания нефти, коэффициент конденсатоотдачи.

INFLUENCE FLOW OF OIL TO CONDENSATE RECOVERY IN THE CONTEXT OF THE DEVELOPMENT GAS CONDENSATE FIELDS

Krasnova Yekaterina I., Post-graduate student

Tyumen State Oil and Gas University
38 Volodarskiy st., Tyumen, Russian Federation, 625000
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Conducted PVT–studies have shown that the presence of produced oil has a significant effect on the phase state of the reservoir system in the development of the Urengoy field. Found that increasing the maximum pressure of the beginning and condensation, for-

mation of loss, therefore, reduced Condensate and 5% impurities reduce the amount of oil kondensatoizvlecheniya 1,24 times. Accounting for the effects of produced oil in oil and gas deposits will more accurately assess the condensate recovery factor. The most important indicator of the development of the field is a condensate recovery factor (CIC), which is the ratio of the number of extracted production of reserves. Condensate reserves in the deposit is the product of the specific potential content in 1 m³ of condensate gas reservoir in g/m³, reduced to normal conditions, either in terms of dry gas at these criteria, respectively, the size of the reservoir, or dry gas per cubic meter. Due to accelerated decline of reservoir pressure in gas condensate reservoirs as compared to oil-saturated strata underlying the development of gas condensate field in the Urengoi region receives oil, which has a negative effect on the phase transformation of hydrocarbons, including condensate recovery. In the bulk of gas condensate wells in the oil content of the output due to residual oil reservoirs, the relationship between the reservoirs through the window and the presence of lithologic flows of fluids from oil-saturated reservoirs. Field research conducted to determine the selection of associated petroleum gas treatment facility in the zones, showed that in the Unit-by-2B has four oil wells, the GPP-5V of associated oil is from the formation BU10-11, in the Unit-8B with tail Oil operates seven wells. These laboratory measurements revealed the presence of an impurity of by oil, which makes up 2,9 % of the mass of the condensate produced from deposits. Table. 1 shows the results of measurements of produced oil in the production of gas condensate wells to the GPP Urengoy field.

Key words: gas condensate fields, experimental research, oil content, condensate ratio.

Важнейшим показателем, характеризующим разработку месторождения, является коэффициент извлечения конденсата (КИК), представляющий собой отношение количества добытой продукции к геологическим запасам. Запасы конденсата в залежи определяются как произведение удельного потенциального содержания конденсата в 1 м³ пластового газа в г/м³, приведенного к нормальным условиям, либо в пересчете на сухой газ при этих критериях, соответственно, на размер пластового либо сухого газа в кубическом метре. Вследствие опережающего снижения пластового давления в газоконденсатной залежи по сравнению с нижележащими нефтенасыщенными пластами при разработке Уренгойского месторождения в газоконденсатную область поступает нефть, что оказывает негативное влияние на процессы фазовых превращений углеводородов, в том числе на конденсатоотдачу.

В основной массе газоконденсатных скважин содержание нефти в добываемой продукции объясняется остаточной нефтенасыщенностью коллекторов, взаимосвязью между пластами через литологические окна и наличием перетоков флюидов из нефтенасыщенных пластов. Промысловые исследования, проведенные с целью определения отбора попутной нефти по зонам УКПГ, показали, что в районе УКПГ-2В с попутной нефтью работают четыре скважины, на УКПГ-5В добыча попутной нефти осуществляется из пласта BU₁₀₋₁₁, в районе УКПГ-8В с попутной нефтью работает семь скважин. Данные лабораторных измерений выявили наличие примеси попутной нефти, которая составляет до 2,9 % масс от добытого конденсата из залежей. В таблице отражены результаты замеров количества попутно добываемой нефти в продукции газоконденсатных скважин на УКПГ Уренгойского месторождения.

В настоящее время текущие пластовые давления в области отбора газа значительно снизились и составляют 10,8; 12,2 и 11,3 МПа соответственно на II, III и IV объектах разработки. Темп снижения пластового давления составляет по УКПГ-1АВ – 0,65 МПа/млрд м³, по УКПГ-8В – 0,19 МПа/млрд м³, сформированы пологие депрессионные воронки, глубина их достигает 1,15 МПа по УКПГ-1АВ и 0,58 МПа – по УКПГ-8В. Коэффициент дренирования составляет: УКПГ-1АВ – 0,50; УКПГ-8В – 0,71.

Для оценки количественного влияния попутно добываемой нефти на коэффициент конденсатоотдачи для углеводородной смеси Уренгойского месторождения была поставлена серия специальных PVT-экспериментов. Исследование разработки месторождения на истощение газоконденсатной залежи с примесью нефти осуществлялось способом дифференциальной конденсации пластовой системы.

Специальный комплекс изучения фазового поведения газоконденсатной системы заключался в последовательном увеличении концентрации нефти от 5, 15 до 20 % масс от объема конденсата, содержащегося в пластовом газе. Исследование свойств пластовой системы проводили на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации в соответствии с конденсатогазовым фактором (КГФ), замеренным на месторождении при проведении промысловых исследований. В процессе этого эксперимента определялось давление начала конденсации, а также пластовые потери конденсата в зависимости от изменения давления.

Таблица

Данные измерения объема попутной добычи нефти в продукции газоконденсатных скважин на УКПГ

Номер п/п	Номер скважины	Наименование пласта	Добыча попутной нефти, тыс. т	
			В течение года	С начала эксплуатации
1	2343	БУ ₈	0	3
2	2340	БУ ₁₀₋₁₁	0	18024
3	2314	БУ ₁₀₋₁₁	113	3304,9
4	2298	БУ ₁₀₋₁₁	0	6355,7
5	2299	БУ ₁₀₋₁₁	1086	20032
6	2304	БУ ₁₀₋₁₁	131	28494,7
7	2307	БУ ₁₄	8	9753,2
8	2257	БУ ₁₀₋₁₁	0	3735,9
Итого по УКПГ			1338	89703,4

Проведенные PVT-исследования выявили, что наличие попутно добываемой нефти оказывает существенное влияние на фазовое состояние пластовой системы. Так, увеличивается величина давления начала и максимальной конденсации, возрастают пластовые потери и, следовательно, снижается величина конденсатоотдачи. Результаты экспериментов по изучению влияния попутно добываемой нефти на степень извлечения конденсата представлены на рисунке.

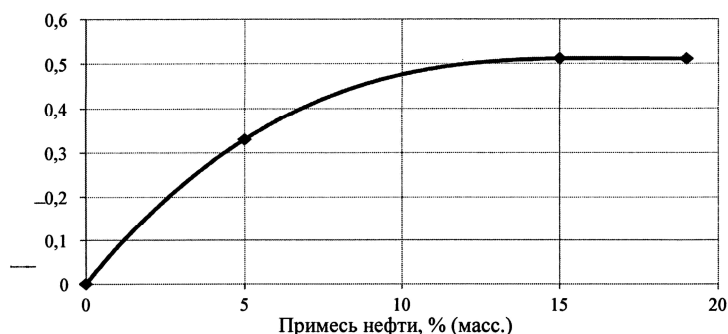


Рис. Зависимость попутно добываемой нефти на величину конденсатоотдачи

Установлено, что 5 % примеси нефти уменьшит величину конденсатоизвлечения в 1,24 раза. При дальнейшем увеличении содержания нефти в газоконденсатной смеси степень влияния на коэффициент конденсатоотдачи

снижается, и при содержании от 10 до 15 % масс нефти его величина уменьшается, соответственно, в 1,36 и 1,5 раза. На основании исследований институтом ВНИИГаз была получена эмпирическая зависимость по определению величины поправки к коэффициенту извлечения конденсата. Поправка к коэффициенту извлечения конденсата определяется следующим образом:

$$\Delta K = -0,0014 \cdot H^2 + 0,0541 \cdot H - 0,0018,$$

где ΔK – величина поправки по влиянию нефти на коэффициент извлечения конденсата; H – примесь нефти в конденсате, % масс.

Так, проведенные PVT-исследования показали, что наличие в газоконденсатной смеси рассеянной нефти до (2,9 %) снижает коэффициент извлечения конденсата в 1,2 раза. Если учесть некоторое дополнительное рассеивание нефти из зон нефтяных оторочек за счет опережающей разработки газовой части залежей, то влияние нефти на величину конденсатоотдачи существенно возрастет.

Список литературы

1. Зотова Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г. А. Зотова, З. С. Алиева. – Москва : Недра, 1980. – 301 с.
2. Грицеко А. И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А. И. Грицеко, И. А. Гриценко, В. В. Юшкин, Т. Д. Островская. – Москва : Недра, 1995. – 342 с.

References

1. Zotova G. A., Alieva Z. S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on complex research of gas and gas-condensate layers and wells]. Moscow : Nedra, 1980, 301 p.
2. Gritseko A. I., Gritsenko I. A., Yushkin V. V., Ostrovskaya T. D. *Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem* [Scientific bases of the forecast of phase behavior of sheeted gas-condensate systems]. Moscow: Nedra, 1995, 342 p.

СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ТЕРРИГЕННОГО НИЖНЕВИЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ СТЕПНОВСКОГО СЛОЖНОГО ВАЛА

Астаркин Антон Витальевич, аспирант

Саратовский государственный университет
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: sv.astarkin@rambler.ru

Гончаренко Ольга Павловна, профессор

Саратовский государственный университет
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: GoncharenkoOP@mail.ru

Изучены разрезы терригенного нижневизейского комплекса в пределах юго-восточного окончания Степновского сложного вала. Приведены результаты собственных литолого-фациальных исследований, а также обобщены материалы по разрезам глубоких скважин, сейсморазведки и ГИС, проведенные в последние годы в пределах изучаемой территории. Установлено, что формирование терригенного нижневизейского комплекса происходило в морских условиях возраста.